

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ЗАЩИТЫ УСТАНОВОК ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ОТ ОСЛОЖНЯЮЩИХ ФАКТОРОВ

Р.С. Курмель

Научный руководитель - доцент Г.Р. Зиякаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В статье производится обзор осложняющих факторов в работе УЭЦН, обзор устройств для их защиты при работе в зоне этих факторов.

Ключевые слова: уэцн, погружные насосы, осложнения, оборудование для добычи нефти, защита оборудования, ремонт.

Введение

Почему в настоящее время невозможно представить добычу нефти без погружного оборудования? Обыденное российское месторождение нефти и газа представляет собой сложную геологию, большие глубины и все это при отсутствии должной инфраструктуры. Все это относит нефть к трудноизвлекаемым ресурсам. Доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) нефти составляет 60% от общего количества. Однако, сейчас не рентабельно добывать ТРИЗ для продажи, т.к. себестоимость добычи барреля составляет в два раза больше его стоимости на рынке. Если рассматривать добычу нефти и эксплуатацию нефтяных скважин, то можно сказать, что наиболее распространенная технология на российском рынке (порядка 80% всей нефти в России) – это при помощи установок электроцентробежных насосов. Из-за таких преимуществ, как: наилучшая приспособленность к российским условиям добычи нефти, простота наземного оборудования, высокий межремонтный период [1].

УЭЦН - обыкновенный насосный аппарат, только более тонкой и длинной формы. И способен функционировать в среде отличающейся своей агрессивностью к находящимся в ней агрегатам.

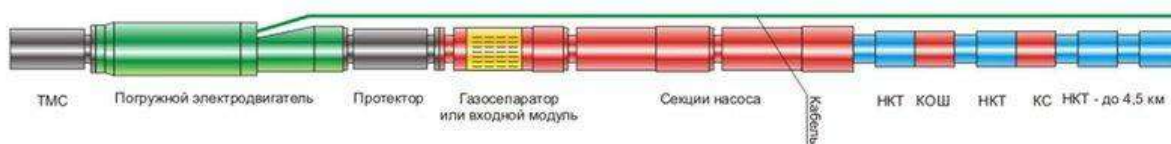


Рис. 1 схема УЭЦН

Хотя известны некоторые другие виды искусственного подъема, их важность незначительна по сравнению с только что упомянутым. Таким образом, существует множество вариантов, доступных для инженера при выборе типа подъема, который будет использоваться. Хотя использование многих из этих подъемных механизмов может быть ограничено или даже исключено фактическими полевыми условиями, такими как глубина скважины, требуемые дебиты, свойства текучей среды и т.д., Обычно более чем одна подъемная система оказывается технически осуществимой [2]. В этом случае инженер-технолог несет ответственность за выбор типа подъема, который обеспечивает наиболее выгодный способ добычи желаемого объема флюида из данной скважины. После того, как будет принято решение относительно применяемого метода подъема, должен следовать полный проект установки для начальных и будущих условий.

Для предварительного сравнения доступных методов искусственного подъема на рисунке 2 представлена приблизительная максимальная добыча жидкости.

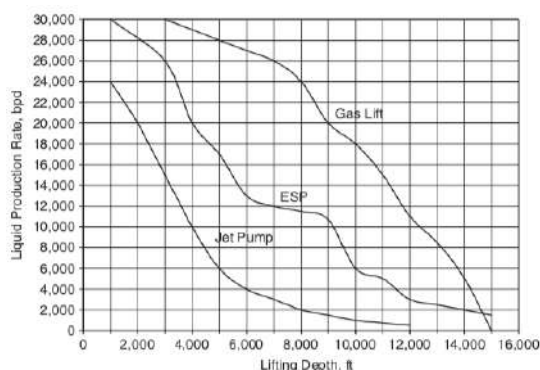


Рис. 2 Максимальная производительность по сравнению с глубиной подъема для различных высокопроизводительных методов искусственного подъема [5]

скважин понимается продолжительность фактической эксплуатации скважины от ремонта до ремонта, т.е. время между двумя последовательно проводимыми ремонтами [3].

Для контроля состояния оборудования предложена методика определения надежности погружных установок. Она основана на вычислениях, прогнозирующих работу погружной аппаратуры по неполным эксплуатационным данным. Есть возможность с помощью математической статистики измерять надежность, находить слабые узлы конструкции и основные рабочие ошибки в работе УЭЦН.

Скорости различных установок приведены в зависимости от глубины подъема. На рисунке показаны три подъемных механизма, способных производить исключительно высокие скорости жидкости: газоподъем, УЭЦН и струйные насосы. Как видно, газлифтинг (непрерывный поток) может производить наибольшее количество жидкости с любой глубины. Во всех случаях глубина подъема имеет огромное значение для объема жидкости, поднимаемого при быстром снижении дебита в глубоких скважинах.

Высококачественный подземный ремонт - главное условие увеличения добычи нефти и газа. Чем выше качество ремонта, тем больше межремонтный период и тем эффективнее эксплуатация скважины.

Под межремонтным периодом работы

Устройства для защиты УЭЦН от осложняющих факторов.

Защита установки от отложения солей

Отложение солей на скважинном оборудовании происходит вследствие перенасыщения воды труднорастворимыми солями при изменении температуры, давления, водородного показателя pH, при выделении газа, смешивании несовместимых жидкостей.

В настоящий момент самой востребованной технологией защиты от осаждения солей является использование ингибиторов солеотложения. На эффективность технологии влияет не только точность выбора ингибитора к конкретной группе скважин (месторождению), осложненных солеотложением, но и от варианта доставки ингибитора в проблематичную зону скважины. Из вариантов доставки максимальное распространение получили закачка ингибиторов через систему поддержания пластового давления вместе с нагнетаемой в пласт водой или через затрубное пространство с применением наземных дозирующих установок, а также подача ингибитора с помощью скважинных контейнеров, подвешиваемых под погружной электродвигатель (ПЭД) УЭЦН [4.]



Рис. 3 Контейнер с твердым реагентом

Защита УЭЦН с помощью погружного контейнера имеет ряд достоинств: низкие эксплуатационные расходы, простота и удобство монтажа. В этом случае доставки ингибитора происходит обеспечение бесперебойной работы не только насоса, но и всех устройств, включая то, что предохраняется перегрев погружного электродвигателя. Скважинные контейнеры необходимы особенно на месторождениях, находящихся в труднодоступных местах, поскольку являются в меньшей степени зависимыми от инфраструктуры (автономными), надежными и полностью эффективными в плане программируемого дозирования ингибитора в пластовую жидкость. Фактором, который ограничивает использование погружных контейнеров, является подача $\sim 150 \text{ м}^3/\text{сут}$, поскольку при дальнейшем её увеличении габариты и масса контейнера станут недопустимыми для подвески к двигателю.

Защита установки от выноса механических примесей

Наиболее распространенным и экономически эффективным методом защиты насоса от выноса механических примесей является их отделение от добываемой жидкости перед насосом защитными устройствами.

Для отделения твердых частиц внутри скважины применяют механические фильтры и устройства, основанные на принципах гравитационной и центробежной очистки. Фильтры получили широкое применение, но их срок службы ограничен из-за засорения, более надежны сепараторы твердых частиц. Однако, проигрывая в надежности, фильтры выигрывают в тонкости очистки. Так, в промышленных условиях широко используются фильтры с тонкостью очистки 100 мкм. Тогда как с помощью гравитационных сепараторов зачастую удается достигнуть только тонкости очистки 250 мкм, а с помощью сепараторов гидроциклонного типа при расходах жидкости до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ – порядка 150 мкм.



Рис. 4 Гидроциклонный сепаратор

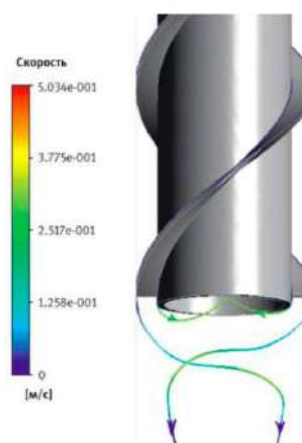


Рис. 5 Траектория частиц в нижней части сепаратора

Литература

1. Агеев Ш.Р., Григорян Е.Е., Макиенко Г.П. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Пермь: Пресс-Мастер, 2007. 645 с.
2. Антипина Н.А., Киселев А.Е., Пещеренко С.Н. и др. Система защиты УЭЦН от солеотложений с использованием капсулированного жидкого ингибитора // Бурение и нефть, 2009. №4 с. 30–32.

3. Кудрявцев И.А. Совершенствование технологии добычи нефти в условиях интенсивного выноса механических примесей (на примере Самотлорского месторождения) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук, Тюмень, 2004.
4. Якимов С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учётом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2013. №6. с. 81–89.
5. Gabor, Takacs. Electrical Submersible Pumps Manual // Elsevier inc., 2009. – 420 p.

ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Е.И. Кухаренко

Научный руководитель - доцент Т.С. Глызина

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время в России наблюдается постоянный рост доли трудноизвлекаемых запасов углеводородов в общем объеме добычи. (рис. 1) Это происходит в основном за счет выработки традиционных месторождений. Таким образом, возникает ситуация, когда значительная часть запасов нефти в стране относится к одной из следующих категорий:

- низкопроницаемые коллектора с высокой неоднородностью
- нетрадиционные коллектора
- остаточные запасы нефти на месторождениях с высокой обводненностью
- залежи с высоковязкой нефтью

Это, безусловно, диктует определенные требования к нефтяной промышленности России, прежде всего, формирование и развитие технологий, способных обеспечить эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

В данной работе рассмотрены существующие методы добычи высоковязких нефтей. Цель - анализ пригодности их в различных геологических и/или климатических условиях.



Рис. 1 Динамика доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России [1]

Существуют различные способы разработки залежей тяжелых нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Применимость той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями. [2] Условно их подразделяют на три группы:

- карьерный и шахтный способы разработки;
- «холодные» способы добычи;
- тепловые методы добычи.

Карьерный и шахтный способы разработки. Применение данного метода ограничивается глубиной залегания пластов, до 50 метров, но характеризуется высоким коэффициентом нефтеотдачи до 85%. Извлечение насыщенных битумом пород осуществляется открытым способом.

Шахтная разработка может вестись в двух модификациях: очистная шахтная - с подъемом углеводородонасыщенной породы на поверхность и шахтно-скважинная - с проводкой горных выработок в надпластовых породах и бурением из них кустов вертикальных и наклонных скважин на продуктивный пласт для сбора нефти уже в горных выработках. [3] Очистно-шахтный способ применим лишь до глубин 200 метров. Коэффициент нефтеотдачи до 45 %.

«Холодные» способы добычи. Среди большого количества современных методов «холодной» добычи тяжелой нефти, в первую очередь, должен быть выделен метод «CHOPS» (cold heavy oil production with sand). [4] В пласте производится разрушение слабосцементированного коллектора, и создаются условия для течения смеси нефти и песка. Таким образом, добыча нефти производится вместе с песком. При этом показатель коэффициента нефтеотдачи не превышает 10%. Кроме того, метод не применим при эксплуатации месторождений с глубиной залегания продуктивных пластов более 200 м, а также проницаемостью коллектора менее 1,5 Д.

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений объединяют в три группы: внутрипластовое горение, паротепловые обработки призабойных зон скважин (ПЗС) и закачка в пласт теплоносителей - пара или горячей воды (неизотермическое вытеснение).

Однако прежде всего следует упомянуть метод VAPEX (Vapour Extraction) - закачка парообразного растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Эта технология является модификацией метода SAGD (рис. 2) и предполагает использование пары горизонтальных скважин. За счет закачки растворителя в верхнюю из них создается камера-растворитель. Нефть разжижается за счет диффузии в нее растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважине под действием гравитационных сил. Коэффициент извлечения нефти до 75%.